

2018
2032

PRODESEN

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

RESUMEN EJECUTIVO

INTRODUCCIÓN



La Constitución Política de los Estados Mexicanos establece que corresponde al Estado realizar la planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Por su parte, la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) regula la planeación de dicho Sistema y faculta a la Secretaría de Energía (SENER) para dirigir el proceso de planeación. Bajo este marco, la SENER emite el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032 (PRODESEN), principal instrumento de planeación del sector eléctrico, en lo que respecta a las actividades de generación, transmisión y distribución.

El PRODESEN contiene la planeación del SEN y reúne los elementos relevantes del:

a) Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE).

Establece de forma indicativa los requerimientos de capacidad de generación para satisfacer la demanda de energía eléctrica, y cumplir con las Metas de Energías Limpias.

b) Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (PAMRNT) y de las Redes Generales de Distribución (PAMRGD).

Son el resultado del proceso centralizado de la planeación de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución realizados por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y los distribuidores respectivamente. Incluyen las obras de ampliación o modificaciones necesarias para buscar la minimización de los costos de prestación del servicio, reducir los costos de congestión e incentivar una expansión eficiente de la generación, en consideración de los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad de la red eléctrica.

Asimismo, el PRODESEN es la base fundamental para definir los proyectos que los Transportistas y Distribuidores llevarán a cabo previa instrucción de la SENER.

AVANCES Y RESULTADOS DE LA REFORMA ENERGÉTICA EN MATERIA DE ELECTRICIDAD DURANTE 2017 Y 2018

Licitación BC-SIN SENER¹

El 2 de febrero de 2018, la SENER, por conducto de la Unidad del Sistema Eléctrico Nacional y Política Nuclear, publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la Convocatoria correspondiente a la Licitación Pública Internacional LT/SENER-01-2018 para el otorgamiento del Contrato de Gestión y Operación de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica para la interconexión entre el Sistema Eléctrico Baja California (BC) y el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

De conformidad con lo establecido en las Bases de la Licitación, el licitante ganador será aquel que presente el menor Pago Contractual Anual Constante, y cuya Propuesta Técnica haya cumplido con los requisitos y requerimientos establecidos en las Bases.

Licitación Ixtepec-Yautepec CFE-Transmisión

El 8 de febrero de 2018, CFE-Transmisión, por conducto de la Subdirección de Estructuración de Proyectos de la Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, publicó en el Micrositio de Concursos de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), el Pliego de Requisitos del Concurso Abierto No. CFE-0036- CASOA-0001-2018 para la contratación del Proyecto 303 LT en Corriente Directa Ixtepec Potencia (Oaxaca) Yautepec Potencia (Morelos).

Subastas de Mediano Plazo

Las Bases del Mercado Eléctrico definen las Subastas de Mediano Plazo como aquellas en las cuales los Suministradores de Servicios Básicos y otras Entidades Responsables de Carga, pueden celebrar contratos de cobertura con Generadores y Comercializadores de energía eléctrica y Potencia con vigencia de 3 años.

El 5 de marzo de 2018 CENACE publicó el fallo de la primera subasta, logrando adjudicar el 3.98% de la oferta total de compra de Potencia; el producto de Energía no se adjudicó. Los vendedores de potencia fueron los Participantes del Mercado (PM) en modalidad de Generador: Empresa Productiva Subsidiaria (EPS) CFE Generación VI, GPG Energía



México y Energía Azteca. La oferta ganadora corresponde a GPG Energía México con 50 MW-año de Potencia para entregar en 2018.

Subastas de Largo Plazo

A la fecha, se han realizado tres subastas de largo plazo con éxito y reconocimiento internacional a través de las cuales se han obtenido precios cada vez más competitivos, comparados con los reportados en otros países latinoamericanos como Brasil, Chile y Perú.

La Primera Subasta de Largo Plazo (SLP-1/2015) concluyó el 30 de marzo de 2016, y logró asignar el 84.9% de

¹ <http://licitaciontransmision.energia.gob.mx/>

la energía solicitada por la CFE, en calidad de Suministrador de Servicios Básicos y el 84.6% de Certificados de Energías Limpias (CEL) solicitados. El precio promedio alcanzado fue de 47.7 dólares por paquete (MWh + CEL).

Los proyectos ganadores representan una inversión de 2.6 mil millones de dólares, realizada por 11 empresas originarias de Canadá, China, España, Estados Unidos de América, Francia, Italia y México. Dichos proyectos se localizarán en los estados de Aguascalientes, Baja California Sur, Coahuila, Guanajuato, Hidalgo, Jalisco, Tamaulipas y Yucatán, y adicionarán el equivalente a 2.8% de la capacidad instalada en el país en el 2017, es decir, 2,085 MW disponibles para generar energía eléctrica a partir de tecnologías de energía limpia. En conjunto, la energía comprometida representa el 1.6% de la generación total anual del SEN en 2017.

La Segunda Subasta de Largo Plazo (SLP-1/2016) finalizó el 28 de septiembre de 2016, con la asignación del 83.8% de la energía, 87.3% de CEL y 80.1% de la Potencia que solicitó la CFE como Suministrador de Servicios Básicos. El precio promedio de los contratos adjudicados en la SLP-1/2016 fue de 33.7 dólares por paquete (MWh + CEL), 30% menor al obtenido en la Primera Subasta de Largo Plazo y de los más bajos a nivel internacional.

Los proyectos ganadores de la SLP-1/2016 representan una inversión de 4 mil millones de dólares, los cuales fueron asignados a 23 empresas originarias de China, Corea del Sur, Estados Unidos de América, España, Francia, Italia, México, Países Bajos, Portugal y Reino Unido.

Los estados en los cuales se ubicarán los proyectos adjudicados en la subasta SLP-1/2016 son: Aguascalientes, Baja California, Chihuahua, Coahuila, Guanajuato, Michoacán, Morelos, Nuevo León, Oaxaca, Puebla, San Luis Potosí, Sonora y Tamaulipas, mismos que adicionarán el equivalente a 3.8% de la capacidad instalada en el país en 2017.

En la tercera Subasta de Largo Plazo (SLP-1/2017), que concluyó el 22 de noviembre de 2017, se logró la asignación del 90.2% de energía, 97.8% de CEL y el 41.9% de potencia solicitados. Esta última se distingue de las anteriores en que, por primera vez, compradores distintos al Suministrador de Servicios Básicos realizaron ofertas de compra. Para permitir la participación de dichos compradores se estableció la Cámara de Compensación, que actúa como contraparte en los contratos resultantes de las subastas.

Los 16 proyectos ganadores representan una inversión estimada de 2.4 mil millones de dólares, proveniente de países como: México, España, Francia, Italia, Canadá, Estados Uni-

dos de América, China y Japón. El precio promedio obtenido en la subasta fue de 20.57 dólares por paquete (MWh + CEL), 38.5% menor al precio obtenido en la SLP-1/2016, y reconocido como uno de los precios más bajos alcanzados en el mundo.

Como resultado de la tercera Subasta de Largo Plazo se instalarán 14 nuevas centrales eléctricas durante los próximos tres años, que representan 2,012 MW de nueva capacidad de generación eléctrica limpia que se ubicará en los estados de Tlaxcala, Aguascalientes, Zacatecas, Tamaulipas, Nuevo León, Coahuila, Chihuahua y Sonora.

En marzo de 2018 CENACE publicó la convocatoria y las bases de licitación para la cuarta Subasta de Largo Plazo (SLP-1/2018), y de acuerdo con su calendario, concluirá en noviembre de 2018.

Mercado de CEL

Los CEL son el principal instrumento que México ha implementado para integrar las energías limpias en la generación eléctrica al menor costo, incentivar la inversión en nuevos proyectos de generación eléctrica limpia y contribuir en la realización de contratos de largo plazo entre Generadores y Participantes Obligados para adquirir CEL en los mejores términos posibles.

De conformidad con lo estipulado en la LIE, la SENER estableció los requisitos de CEL publicados para 2018 y 2019, 5% y 5.8% respectivamente. Estos fueron una variable de decisión para las dos primeras Subastas de Largo Plazo, que en conjunto se logró asignar 14.7 millones de CEL, es decir, el 39% y 56% de las obligaciones a cumplir en 2018 y 2019, respectivamente.

Asimismo, la SENER determinó los requisitos de CEL correspondientes a los periodos de obligación 2020, 2021 y 2022, de 7.4%, 10.9% y 13.9%, respectivamente. Con ello, los Participantes Obligados disponen de mayor información para realizar la planificación de sus demandas de CEL, y, los desarrolladores de proyectos limpios cuentan con mayores estímulos para materializar sus inversiones y participar en el mercado de CEL que inició operaciones en 2018.

El 29 de marzo de 2018, la Secretaría de Energía publicó el Aviso por el que se da a conocer el requisito de CEL en 2021, el cual será de 10.9%.

Entrega de Reglas de Mercado a la CRE

El 20 de diciembre de 2017, de conformidad con lo establecido en el artículo Tercero Transitorio de la LIE, la Secretaría

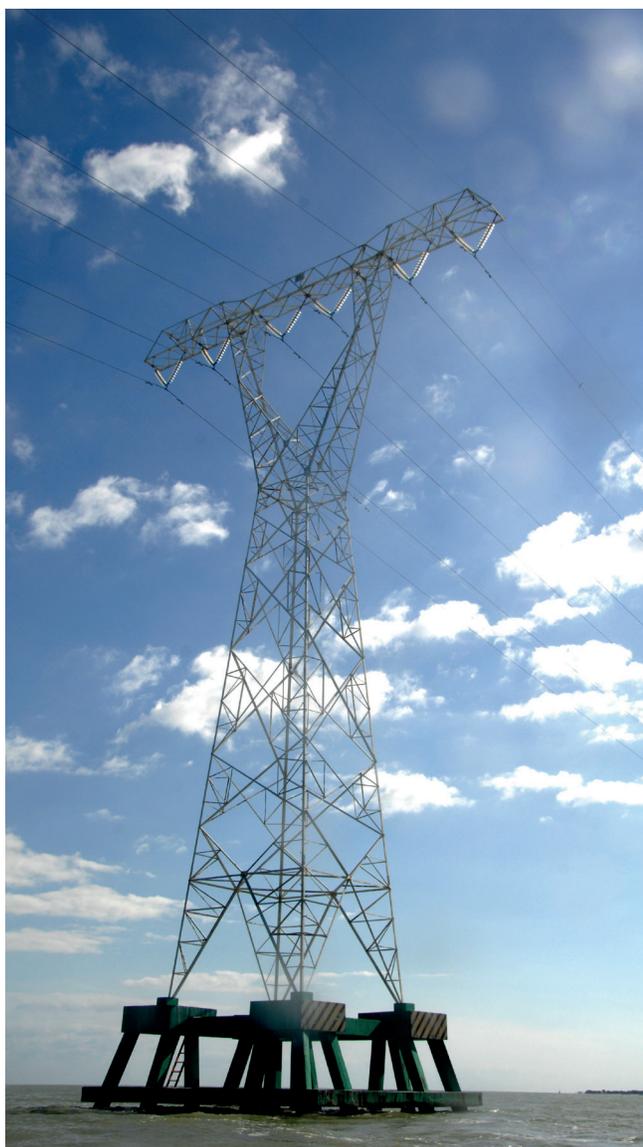
de Energía realizó la entrega del paquete de disposiciones operativas que conforman las primeras Reglas del Mercado a la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Las primeras Reglas del Mercado se integran por las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista, 27 Manuales y una Guía Operativa. A partir de la entrega, será la CRE quien evalúe y determine las necesidades de modificación y actualización de dichas reglas, conforme al comportamiento del mercado eléctrico.

Operación del Mercado Eléctrico Mayorista

A dos años de inicio de operación del mercado de energía de corto plazo, se han integrado alrededor de 82 participantes de los cuales 39 son Generadores, 28 Suministradores de Servicios Calificados, 11 Comercializadores no Suministradores, un Generador de Intermediación, un Usuario Calificado, un Suministrador de Último Recurso y un Suministrador de Servicios Básicos.

SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO



Capacidad en operación

Al cierre de 2017 la capacidad en operación del SEN fue de 75,685 MW, de la cual 70.5% corresponde a centrales eléctricas convencionales y 29.5% a centrales eléctricas con tecnologías limpias. Lo anterior, representó un incremento de 3% respecto a la capacidad registrada al cierre de 2016. A su vez, la mayor participación de la capacidad correspondió a la tecnología de ciclo combinado con relación a las tecnologías convencionales y la capacidad hidroeléctrica con relación a las energías limpias (ver Tabla 1). De la capacidad en operación en el país al cierre de 2017, el 57.2% corresponde a centrales eléctricas de la CFE, 17.5% a centrales de Productores Independientes de Energía (PIE) y el 25.3% restante a capacidad que los particulares aportan bajo los esquemas de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, exportación, usos propios continuos, generador, centrales eléctricas para generación distribuida y los sistemas rurales no interconectados por el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO).

El 38.5% del total de la capacidad instalada se ubica en cinco entidades federativas: Veracruz, Tamaulipas, Chiapas, Baja California y Nuevo León. En contraste, las cinco entidades con menor participación son: Aguascalientes, Tlaxcala, Zatecas, Ciudad de México y Quintana Roo en las cuales se localiza solo el 1.6% de la capacidad total.

Generación de energía eléctrica

Con respecto a la generación de energía eléctrica, en 2017 se generaron 329,162 GWh, que fue 3.1% más que en 2016. El 78.9% de la electricidad generada proviene de tecnologías convencionales con 259,766 GWh, siendo las centrales de ciclo combinado las que más aportaron, y el 21.1%

TABLA 1

CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA
(Megawatt)

Tecnología	Capacidad 2016 ^{1/}	Capacidad 2017 ^{2/}	TCA (%) ^{3/}	No. Centrales
Convencional	52,331	53,358	2.0	526
Ciclo combinado	27,274	28,084	3.0	83
Termoeléctrica convencional	12,594	12,546	-0.4	59
Carboeléctrica	5,378	5,378	0.0	3
Turbogás ^{4/}	5,052	5,136	1.7	131
Combustión Interna	1,453	1,634	12.5	248
Lecho fluidizado	580	580	0.0	2
Limpia	21,179	22,327	5.4	271
Renovable	18,529	19,462	5.0	239
Hidroeléctrica	12,589	12,642	0.4	86
Eólica	3,735	4,199	12.4	45
Geotérmica	909	926	1.9	8
Solar	145	214	47.4	23
Bioenergía ^{5/}	889	1,007	13.3	77
Generación Distribuida (GD) ^{6/}	248	434	75.3	
FIRCO ^{7/}	14	40	182.2	
Otras	2,651	2,865	8.1	32
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	0.0	1
Cogeneración eficiente	1,036	1,251	20.7	30
Frenos regenerativos	6.61	6.61	0.0	1
Total ^{8/}	73,510	75,685	3.0	797

^{1/} Datos revisados. ^{2/} Información preliminar. ^{3/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/} Incluye plantas móviles. ^{5/} Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos. ^{6/} Varias tecnologías incluidas. ^{7/} Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO). ^{8/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

restante de tecnologías limpias con 69,397 GWh. La generación a partir de fuentes limpias registró un incremento del 7%, esto es 4,529 GWh más con relación a 2016, siendo la hidroeléctrica la que más aportó, seguida por la nucleoeléctrica y la eólica (ver Tabla 2).

Las centrales eléctricas de la CFE aportaron más de la mitad de la generación total en 2017 con el 52%, los PIE con el 26.7% y el 21.3% restante fue atribuido por los particulares bajo los esquemas de autoabastecimiento, cogeneración,

pequeña producción, exportación, usos propios continuos y generador, así como por generación distribuida y los sistemas rurales no interconectados reportados por FIRCO. Los cinco estados con mayor producción de energía eléctrica fueron: Veracruz, Tamaulipas, Nuevo León, Baja California y Guerrero, que en conjunto aportaron el 42.6% de la generación eléctrica en el país. En contraste, los estados de: Aguascalientes, Morelos, Quintana Roo, Zacatecas y Tlaxcala fueron las entidades con menor generación de electricidad, con una aportación del 0.4% del total de generación del SEN.

TABLA 2

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
(Gigawatt-hora)

Tecnología	Generación 2016 ^{1/}	Generación 2017 ^{2/}	TCA (%) ^{3/}
Convencional	254,496	259,766	2.1
Ciclo combinado	160,378	165,245	3.0
Termoeléctrica convencional	40,343	42,780	6.0
Carboeléctrica	34,208	30,557	-10.7
Turbogás ^{4/}	12,600	12,849	2.0
Combustión Interna	3,140	4,006	27.6
Lecho fluidizado	3,826	4,329	13.1
Limpia	64,868	69,397	7.0
Renovable	49,244	51,578	4.7
Hidroeléctrica	30,909	31,848	3.0
Eólica	10,463	10,620	1.5
Geotérmica	6,148	6,041	-1.7
Solar	160	344	114.8
Bioenergía ^{5/}	1,471	1,884	28.0
Generación Distribuida (GD) ^{6/}	56	760	1,246.7
FIRCO ^{7/}	36	82	127.3
Otras	15,624	17,818	14.0
Nucleoeléctrica	10,567.2	10,883	3.0
Cogeneración eficiente	5,053	6,932	37.2
Frenos regenerativos	4	4	0.0
Total ^{8/}	319,364	329,162	3.1

^{1/}Datos revisados. ^{2/}Información preliminar. ^{3/}Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/}Incluye plantas móviles. ^{5/}Incluye biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos. ^{6/}Varias tecnologías incluidas. ^{7/}Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO). ^{8/}Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la SPTE.

Transmisión

En materia de transmisión eléctrica, en 2017 la capacidad de los enlaces en las 53 regiones de transmisión fue de 76,697 MW, lo que representó un crecimiento de 3.4% respecto al año anterior. La mayor capacidad de transmisión se concentró en la región de control Noreste con el 24.7% del total. Por otra parte, la región de control Noroeste tuvo el mayor aumento en la capacidad de transmisión con 895 MW, lo que representó un crecimiento de 14.8% anual (ver Mapa 1).

En 2017, la longitud de las líneas de transmisión con tensión de 230 y 400 kV (CFE y otras) fue de 53,842 kilómetros, equivalente a un crecimiento de 1% anual. De estos niveles

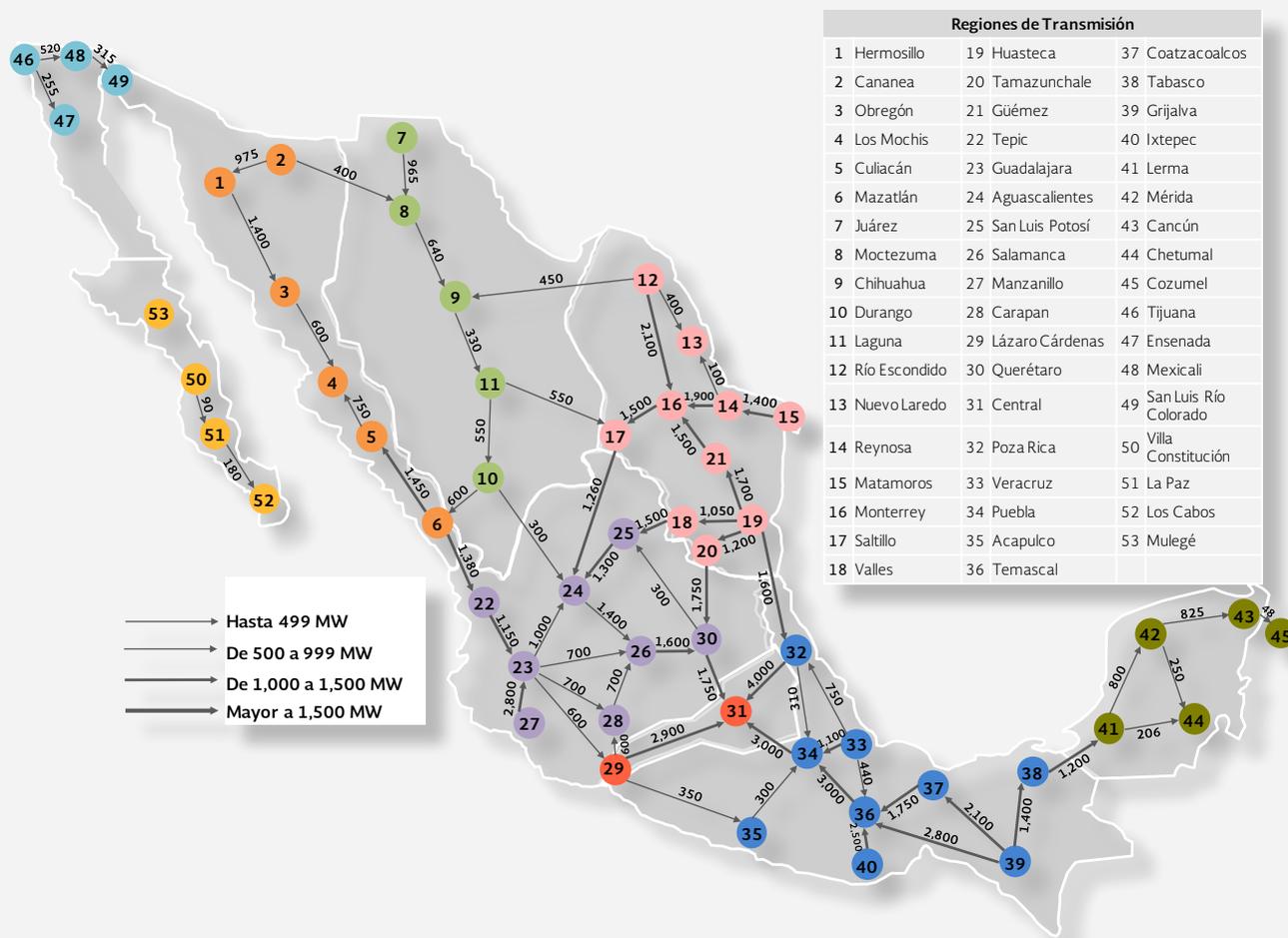
de tensión destacan las líneas de 230 kV, cuyo crecimiento anual fue de 1.8%.

Los estados con mayor longitud de la Red Troncal de Transmisión son Sonora, Veracruz y Chihuahua con 13,377 kilómetros (24.8% del total nacional). Por otra parte, los estados con menor Red Troncal de Transmisión son Baja California Sur, Morelos y Colima, por debajo de los 500 kilómetros cada uno.

Por otra parte, en 2017 la capacidad de transformación de las subestaciones instaladas para transmisión fue de 158,035 MVA, lo que refleja un decrecimiento anual de 28.8% anual respecto al año anterior.

MAPA 1

CAPACIDAD DE ENLACES ENTRE LAS 53 REGIONES DE TRANSMISIÓN DEL SEN 2017 (Megawatt)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

Distribución

En lo que respecta a la distribución, en 2017 la capacidad de las subestaciones instaladas para distribución fue de 74,133 MVA, equivalente a 7.5% de crecimiento anual con respecto a 2016. Por otro lado, en 2017 el número total de transformadores de media a baja tensión en funcionamiento para el servicio de distribución se incrementó en 22 mil transformadores para alcanzar un total de 1.4 millones, con una capacidad total de 54,366 MVA.

En 2017, la longitud total de las líneas de distribución fue de 829,925 km. De las cuales el 61.1% corresponde a líneas en media tensión y 38.9% a líneas en baja tensión, cuyas tasas de crecimiento respecto de 2016 fueron 9.6% y 1.9%, respectivamente.

COMPORTAMIENTO ACTUAL DEL CONSUMO Y LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Consumo bruto

En 2017 el consumo bruto de energía eléctrica creció 3.7% respecto de 2016 al cerrar en 309,727 GWh. Más de la mitad del consumo (59%) se registró en las regiones Occidental, Central y Noreste (ver Tabla 3). De mayo a octubre de dicho año se registró el 54.1% del consumo bruto, mientras que los meses restantes el 45.9%.

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) concentró el 94.6% del consumo bruto del país.



TABLA 3

CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR REGIÓN DE CONTROL (Gigawatt-hora)

Región de Control	Consumo 2016 ^{1/}	Consumo 2017 ^{2/}	TCA (%) ^{3/}
Central	59,103	60,685	2.7
Oriental	47,642	48,583	2
Occidental	63,407	66,696	5.2
Noroeste	23,389	24,293	3.9
Norte	24,696	25,949	5.1
Noreste	52,297	54,423	4.1
Peninsular	12,129	12,498	3
SIN	282,662	293,127	3.7
Baja California	13,438	13,825	2.9
Baja California Sur ^{4/}	2,541	2,622	3.2
Mulegé	151	152	0.8
SEN	298,792	309,727	3.7

^{1/} Datos revisados. ^{2/} Información preliminar. ^{3/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/} Sistema La Paz. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

Demanda

En los meses de enero y diciembre, se registraron las demandas mínimas anuales en el SIN. El 1 de enero de 2017 a las 9:00 horas se observó el nivel mínimo de la demanda integrada en el SIN con un valor de 18,800 MWh/h. Por el contrario, el 23 de junio de 2017 a las 16:00 horas y 17:00 horas fueron las de mayor demanda con un valor 43,319 de MWh/h, que fue 5.9% mayor que el observado en 2016. Las regiones de control Norte y Occidental fueron las que registraron mayores incrementos en sus demandas máximas al crecer 8.2% y 5.3%, respectivamente.

En la región de control Norte, la demanda máxima se registró el 23 de junio de 2017 a las 16:00 horas con 4,608 MWh/h y en el Occidental se registró el 23 de junio a las 14 horas con 9,842 MWh/h (ver la Tabla 4.).

En la región Central, la demanda máxima se observó en la temporada invernal el 8 de febrero de 2017 a las 20:00 horas, debido principalmente a un mayor uso de sistemas de iluminación para fines decorativos en zonas residenciales y comerciales, empleo de sistemas de calefacción y mayor tiempo de iluminación residencial por las noches.

Durante 2015 y 2016 las demandas máximas en el SIN se registraron el 14 de agosto y el 8 de julio, ambas a las 17:00 horas, en contraste en 2017 la demanda máxima sucedió en dos horas consecutivas, a las 16:00 y 17:00 horas el 23 de junio (ver Gráfico 1.)

TABLA 4

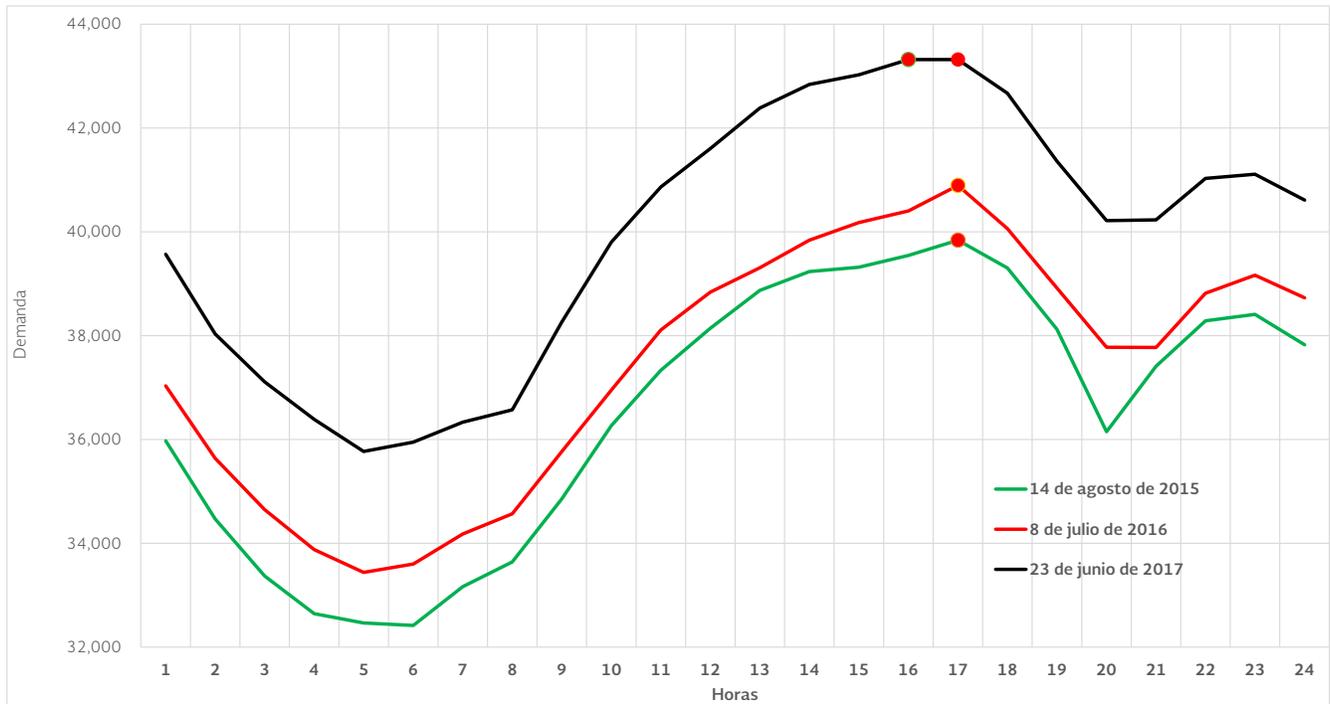
DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR REGIÓN DE CONTROL
(Megawatt-hora/hora)

Región de Control	Demanda Máxima	Demanda Máxima	TCA (%) ^{3/}
	2016 ^{1/}	2017 ^{2/}	
Central	8,567	8,705	1.6
Oriental	7,128	7,299	2.4
Occidental	9,351	9,842	5.3
Noroeste	4,350	4,582	5.3
Norte	4,258	4,608	8.2
Noreste	8,710	8,846	1.6
Peninsular	1,893	1,955	3.3
SIN	40,893	43,319	5.9
Baja California	2,621	2,699	3.0
Baja California Sur ^{4/}	442	484	9.5
Mulegé	28	29	3.6

^{1/}Datos revisados. ^{2/} Información preliminar. ^{3/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/} Sistema La Paz. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 1

DEMANDAS MÁXIMAS DEL SIN 2015, 2016 y 2017 (Megawatt-hora/hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

Pronóstico de consumo y demanda 2018-2032

Los pronósticos de consumo y demanda eléctrica son el insumo inicial para la elaboración del PIIRCE y del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT, que llevan a cabo la SENER y el CENACE.

De acuerdo con el escenario de planeación, el consumo de energía eléctrica del SEN proyecta un crecimiento medio anual de 3.1% entre 2018 y 2032. Las regiones de control con mayores tasas de crecimiento en su consumo serán Mulegé y Peninsular (3.9% cada uno) y Baja California Sur (3.7%).

Con base en las estimaciones del escenario de planeación, la demanda máxima integrada del SIN proyecta un crecimiento medio anual de 3.2% entre 2018 y 2032. Se estima que las regiones de control con mayores tasas de crecimiento en su demanda máxima integrada serán, Peninsular (3.9%) y Mulegé (3.8%) y Baja California Sur (3.7%).

PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS 2018-2032

El Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) 2018-2032 tiene como objetivo promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer la demanda en el Sistema Eléctrico Nacional y cumplir con los objetivos de Energías Limpias.

El PIIRCE provee la solución de expansión del sistema del mínimo valor presente de los costos totales (inversión, operación y energía no suministrada) en el horizonte de planeación. Para ello utiliza un modelo de optimización cuya solución permite conocer el tipo, tamaño y ubicación de las centrales eléctricas que deben instalarse y su fecha de entrada en operación.

Asimismo, presenta la solución de mínimo costo de la ampliación de la red de transmisión que garanticen la integración de la nueva generación eléctrica, y contiene el retiro indicativo de las unidades de generación o centrales eléctricas notificadas por los generadores.

Expansión de la generación

Para satisfacer la demanda de energía eléctrica en el SEN durante el periodo 2018-2032 y cumplir con los objetivos de energías limpias, el ejercicio de planeación indica que se requerirán 66,912 MW de capacidad adicional, lo que significa una inversión de 1.7 billones de pesos en los siguientes 15 años.

La capacidad adicional para la generación eléctrica se integrará en 45% por tecnologías convencionales y 55% por tecnologías limpias. En el grupo de las tecnologías convencionales, predominan los proyectos de ciclo combinado con 28,105 MW; en cambio, en el grupo de las tecnologías limpias se espera una integración diversificada de proyectos, de los cuales, los eólicos, solares, nucleares y la cogeneración eficiente tendrán una mayor participación con respecto al resto de las tecnologías limpias (ver Tabla 5).



TABLA 5

**EVOLUCIÓN DE LAS ADICIONES DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA 2018-2032
(Megawatt)**

Tecnología	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total ^{1/}
Convencionales	2,268	3,752	1,656	985	2,041	4,315	1,350	1,326	2,169	1,068	2,256	2,255	812	1,801	2,155	30,207
Ciclo Combinado	2,268	3,601	766	874	1,941	3,956	889	1,326	2,139	1,068	2,256	2,255	812	1,801	2,155	28,105
Carboeléctrica	0	129	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	129
Turbogás	0	0	890	0	100	317	0	0	30	0	0	0	0	0	0	1,337
Combustión Interna	0	22	0	111	0	43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	176
Lecho fluidizado	0	0	0	0	0	0	461	0	0	0	0	0	0	0	0	461
Limpia	3,165	4,200	2,740	2,699	2,810	1,856	3,029	1,541	1,266	1,872	1,342	2,843	2,959	2,576	1,805	36,705
Renovable	2,483	4,199	2,740	2,659	2,569	1,487	2,760	1,541	710	1,492	1,218	821	1,599	1,216	1,805	29,301
Hidroeléctrica	0	29	0	0	0	0	464	63	0	46	432	71	646	0	463	2,213
Eólica	677	1,716	1,537	734	2,369	1,187	1,997	1,116	220	850	303	400	353	611	750	14,819
Geotérmica	25	0	0	0	0	0	0	26	150	250	133	0	100	105	53	842
Solar Fotovoltaica	1,767	2,455	1,203	1,925	200	300	300	336	340	346	350	350	500	500	540	11,413
Termosolar	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14
Otras	682	1	0	40	241	370	268	0	556	380	124	2,022	1,360	1,360	0	7,404
Bioenergía	3	0	0	40	241	286	148	0	98	0	124	0	0	0	0	940
Cogeneración Eficiente	679	1	0	0	0	84	120	0	457	380	0	662	0	0	0	2,383
Nucleoeléctrica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,360	1,360	1,360	0	4,081
Total ^{1/}	5,433	7,952	4,396	3,684	4,852	6,171	4,378	2,867	3,435	2,940	3,598	5,098	3,771	4,377	3,960	66,912

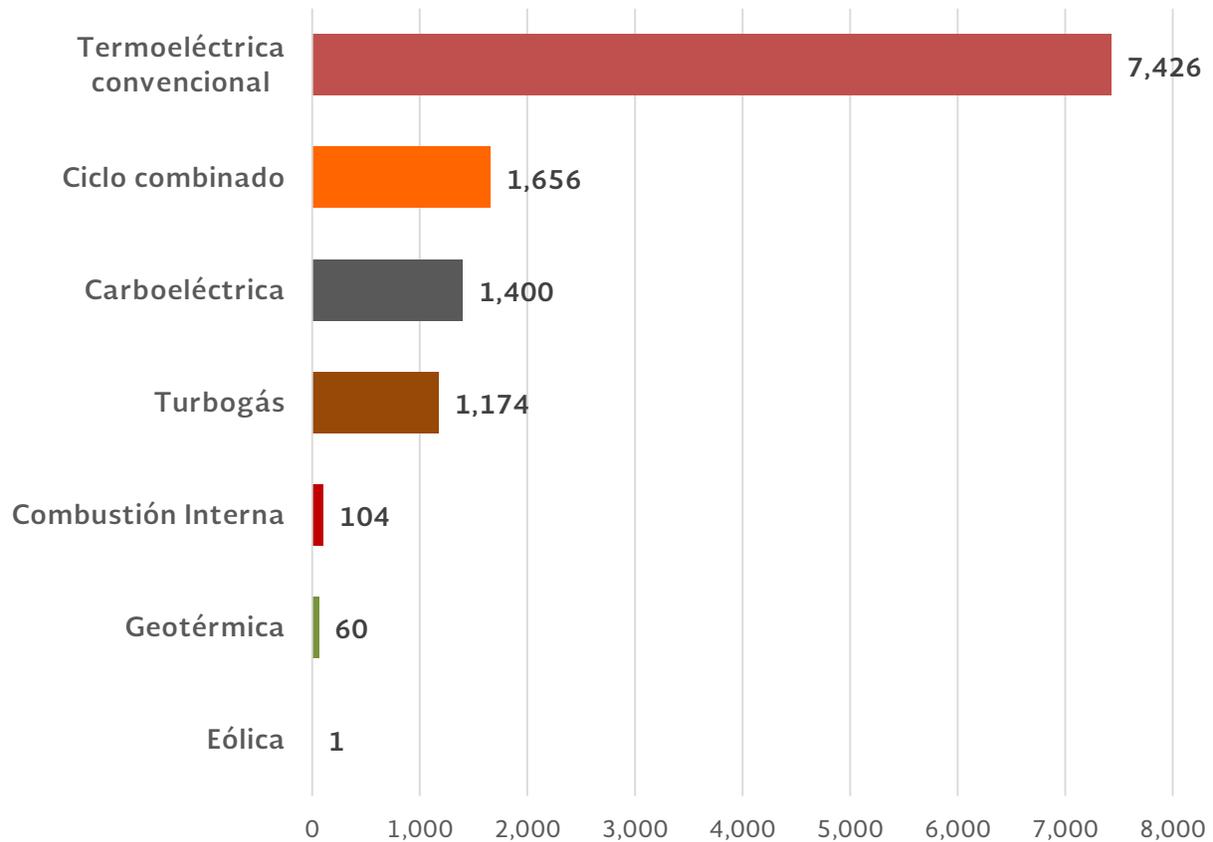
^{1/} Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE y el CENACE.

Por Regiones de Control, la región Noreste y Oriental concentran el 43% de la capacidad adicional total con 28,849 MW. Asimismo, se estima que se instalarán centrales eléctricas en la mayoría de las entidades del país para satisfacer las necesidades regionales. Destacan los estados de Veracruz, Tamaulipas, Nuevo León, Sonora, Oaxaca, Sinaloa y Coahuila que en conjunto concentrarán el 50% de nuevas capacidades adicionales de generación eléctrica a desarrollar en los próximos 15 años.

Por el lado de los retiros, se prevé el retiro de 115 unidades generadoras con una capacidad total de 11,821 MW para el periodo 2018-2032, ubicadas en 18 entidades del país. El 62.8% de la capacidad total a retirar en el periodo de planeación corresponde a centrales termoeléctricas convencionales (ver Gráfico 2).

GRÁFICO 2

RETIRO DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA 2018-2032 (Megawatt)



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE y la CFE.

Evolución esperada de la capacidad instalada y generación eléctrica

Como resultado de la expansión del sistema eléctrico, se estima que, en el año 2032, la capacidad instalada total² será de 130,292 MW, al considerar la evolución anual de las adiciones y los retiros de las unidades generadoras que integran al SEN. Por lo anterior se proyecta que en el horizonte de planeación 2018-2032, la capacidad instalada aumente en 73% respecto a la capacidad en operación al 31 de diciembre de 2017.

De acuerdo con las proyecciones, la capacidad instalada estará compuesta 55% por tecnologías convencionales y un 45% por limpias. Los ciclos combinados, así como las centrales eólicas e hidroeléctricas predominarán en la infraestructura de generación eléctrica del país.

Asimismo, la generación eléctrica estimada para 2032 será equivalente a 484,788 GWh, lo cual es 47% mayor que la

² La capacidad instala se define como la capacidad existente, menos los retiros más la capacidad adicional en el horizonte de planeación.

generación observada en 2017. De esta forma, se prevé que la matriz eléctrica contará con una participación en la generación del 60% de energías convencionales y 40% de energías limpias (ver Gráfico 3).

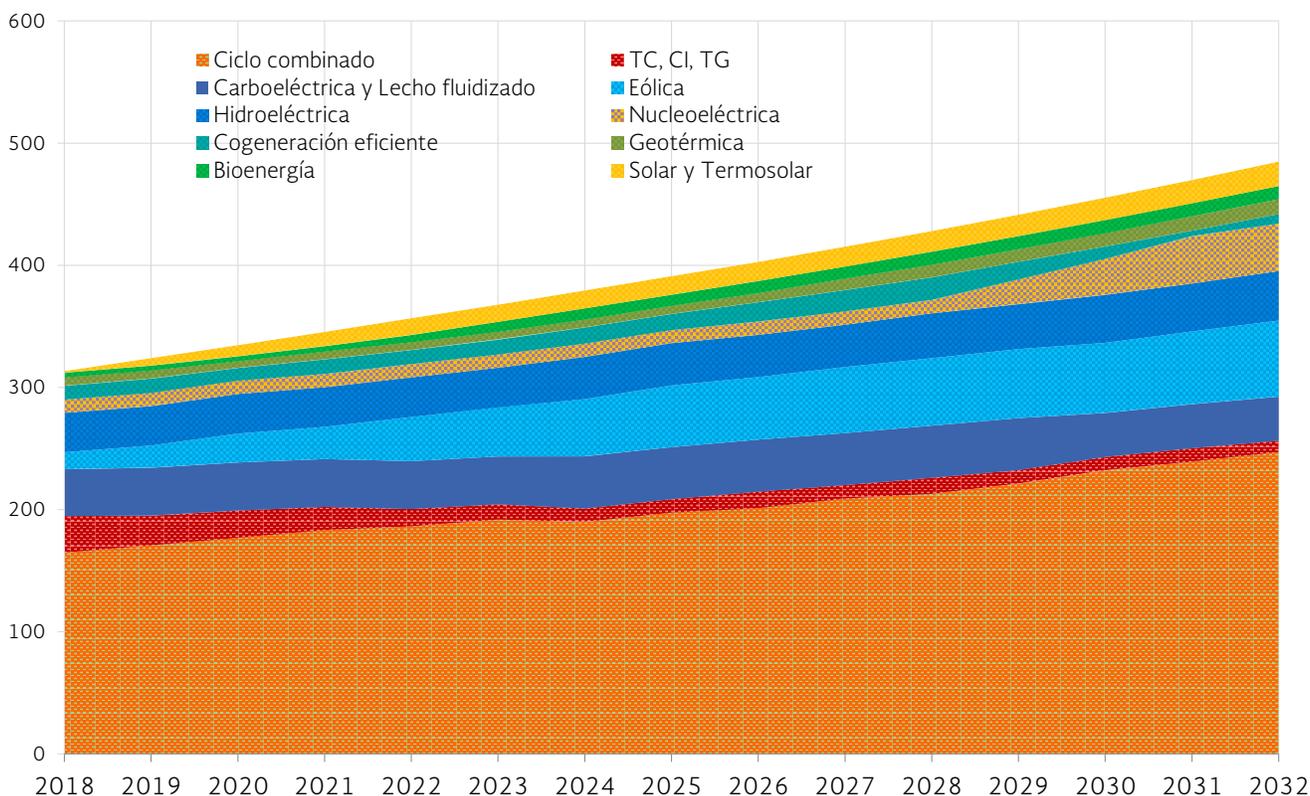
En el rubro de las tecnologías convencionales, la energía proveniente de centrales termoeléctricas y turbogás decrecerá de forma constante a una tasa media anual de 8% y 11% respectivamente. Ello se explica por los retiros programados a lo largo del periodo de planeación. Asimismo, se estima un incremento en la energía generada por las carboeléctricas a partir de 2019 debido a la entrada en operación de nueva

capacidad. Sin embargo, se proyecta retiros de unidades de esta tecnología a partir de 2029.

Las tecnologías limpias incrementarán su generación a una tasa promedio de 6.4% anual. La energía proveniente de plantas fotovoltaicas y eólicas representan la trayectoria de mayor crecimiento en el periodo de estudio, con tasas medias anuales de crecimiento de 22% y 11% respectivamente. Por su parte, se estima un crecimiento moderado en la generación hidroeléctrica, en promedio de 2% anual, debido a la menor participación en la composición de la generación durante el periodo de estudio.

GRÁFICO 3

EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2018 - 2032
(Terawatt-hora)



Nota: Generación estimada de acuerdo con los pronósticos de consumo y demanda del CENACE y los parámetros técnicos utilizados para la estimación del PIIRCE. No se incluyen importaciones, exportaciones, autoabastecimiento local, generación distribuida y FIRCO. Fuente: Elaborado por la SENER.

Consumo de combustibles

El consumo de combustóleo disminuirá a una tasa media de 9% anual. Ello se debe al retiro programado de 4.1 GW de capacidad instalada de unidades que utilizan este combustible y a la conversión de 1.3 GW de centrales termoeléctricas de la CFE a dual, para reducir y sustituir el consumo de combustóleo por gas natural.

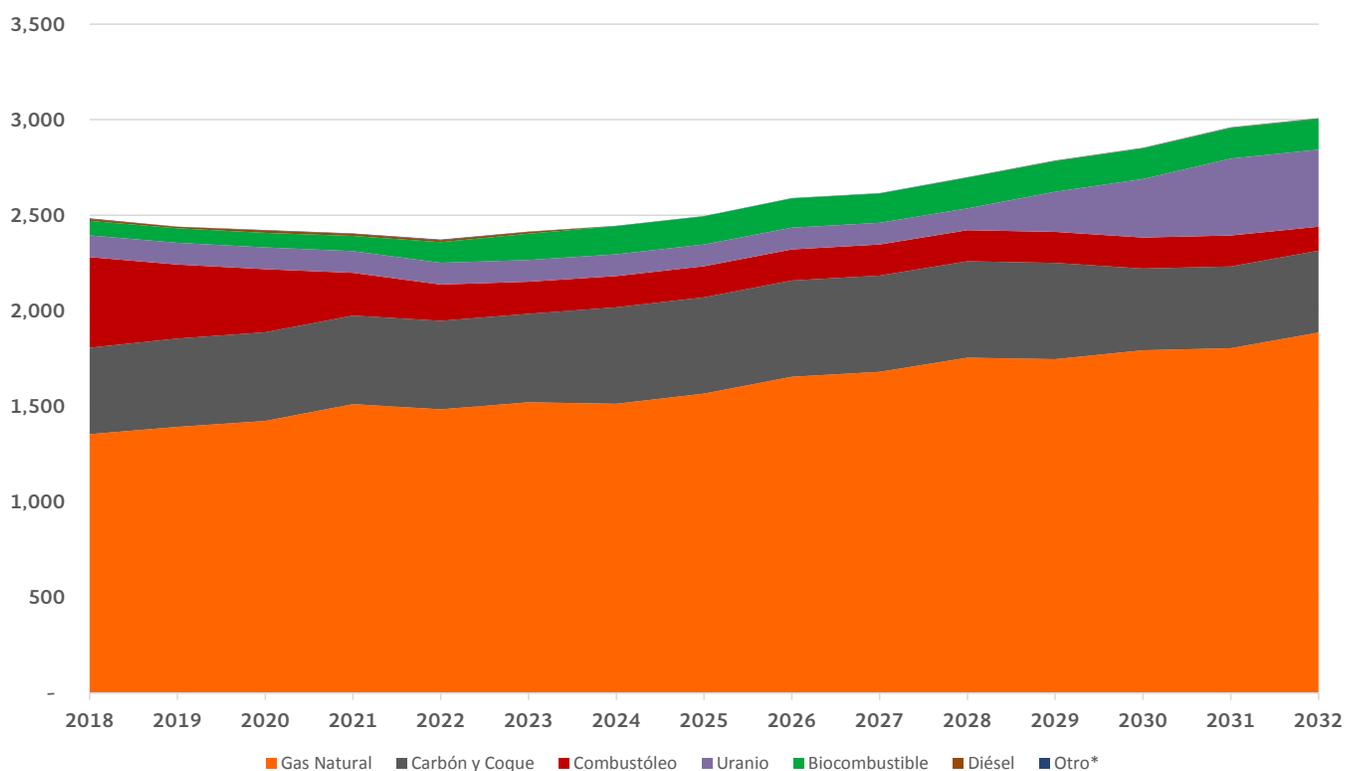
El consumo de biocombustibles aumentará su participación en la composición de energéticos para la generación de electricidad. Ante la puesta en marcha de centrales eléctricas de bioenergía, las cuales adicionarán 940 MW, los biocombus-

tibles representarán el 5.5% del consumo total de combustible para la generación de electricidad.

Por su parte, el consumo de diésel en la generación eléctrica representará 0.1% al final del periodo de planeación. El consumo de este combustible decrecerá a una tasa media anual de 11.4%. Lo anterior se explica fundamentalmente por el retiro programado de 1.2 GW de capacidad instalada en unidades que generan electricidad a base de diésel (ver Gráfico 4).

GRÁFICO 4

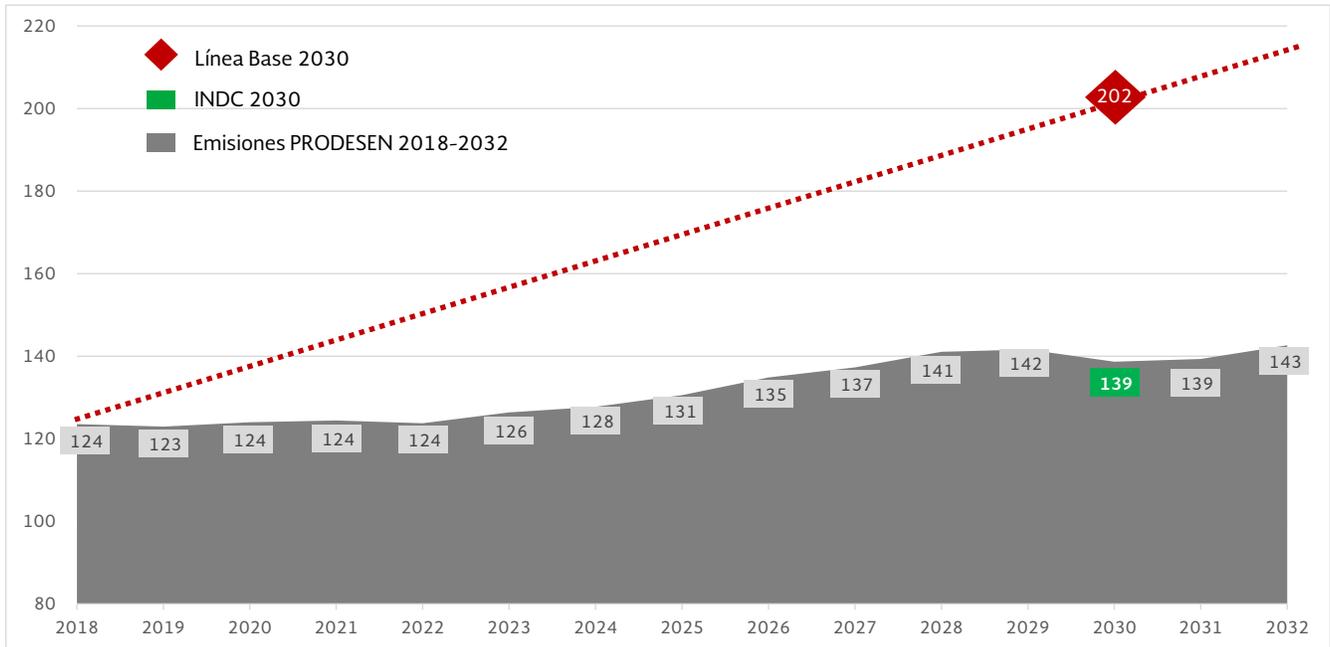
CONSUMO DE COMBUSTIBLES 2018-2032
(Petajoule)



* Incluye gas residual y vapor. Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 5

EMISIONES GEI DEL SECTOR ELÉCTRICO 2018-2032 (MTCO₂e)



Fuente: Elaborado por la SENER.

Emisiones

La generación de energía eléctrica es la segunda actividad con la mayor aportación en la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en México. Esta se sitúa por debajo del sector transporte, de acuerdo con el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 2015.

El resultado en el pronóstico de emisiones de contaminantes por la generación eléctrica para el ejercicio de planeación 2018-2032, muestra un nivel de emisiones de 138.7 MT-CO₂e. Esta cifra es inferior respecto al nivel definido en el compromiso INDC³ el cual consta en reducir sus emisiones de GEI a un nivel no mayor a 139 MTCO₂e al 2030.

Dicho nivel de emisiones se logra a través de la adición de 36.7 GW de centrales que usan energías limpias, el retiro de 11.7 GW de unidades convencionales, la reconversión de centrales termoeléctricas a duales, y a la implementación de tecnologías de punta en nueva infraestructura eléctrica. Tales cambios contribuyen a la reducción del consumo de combustibles altamente contaminantes como combustóleo y diésel, a mejorar la eficiencia de las centrales eléctricas y a promover la captura y secuestro de carbono en el caso de las centrales térmicas (ver Gráfico 5).

³ Las Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional (INDC, por su sigla en inglés) constituyen los esfuerzos de los países que son parte de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CM-NUCC) y que proponen realizar para cumplir con el objetivo global de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a un nivel de no aumentar la temperatura del planeta por encima de los 2°C.

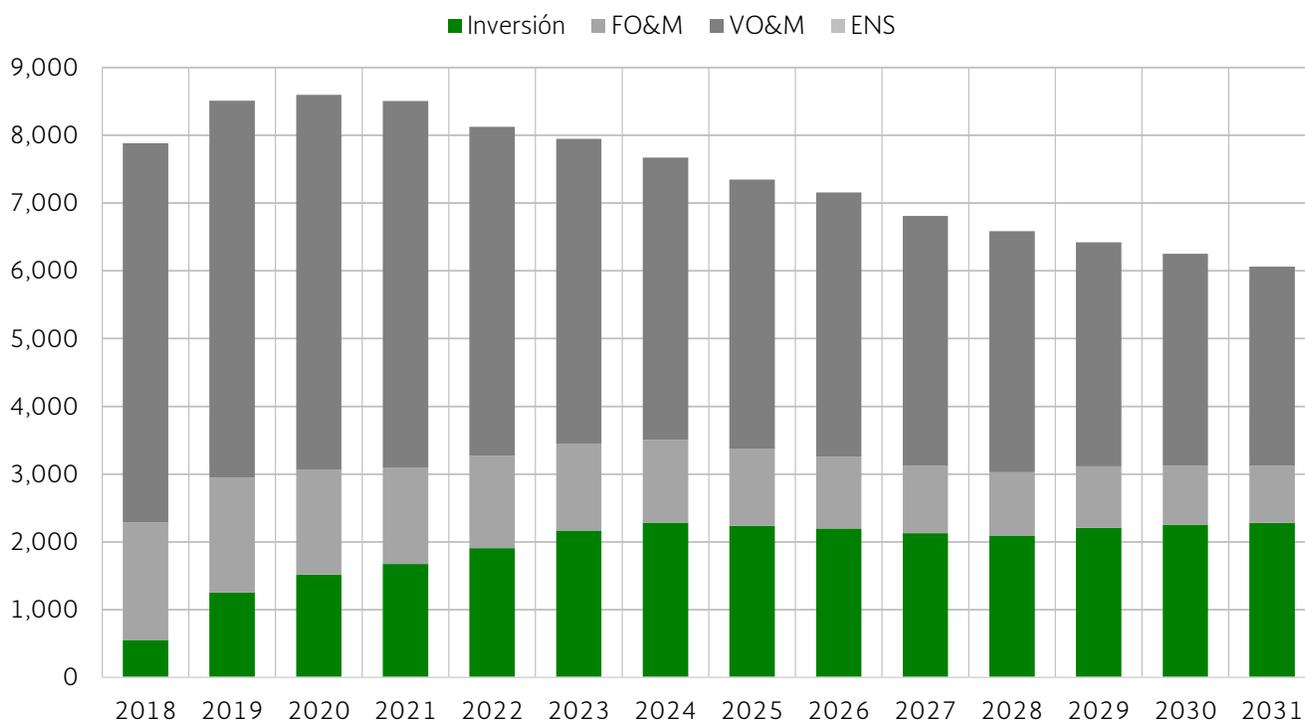
Costos del Sistema Eléctrico Nacional

Se estima que los proyectos de generación eléctrica que se llevarán a cabo en los próximos 15 años tendrán un costo total de 167,041 millones de dólares. Los costos variables y de inversión representarán el 54% y 30% respectivamente, mientras que el costo de la energía no suministrada incorporará menos del 1% al costo total.

Los costos totales del SEN se distribuyen anualmente en un rango entre 6 y 8 mil millones de dólares. A pesar de que cada año la inversión de proyectos es mayor, el costo total anual es menor. Lo anterior se debe a la reducción de los costos fijos y variables, los cuales decrecen a una tasa media anual de 5.4% y 4.8% respectivamente (ver Gráfico 6).

GRÁFICO 6

COSTOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2018-2032 (Millones de dólares)



Fuente: Elaborado por la SENER.

Este comportamiento se explica por la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, que promueve la incorporación de fuentes renovables y limpias, así como por la integración de tecnologías con mayor innovación y desarrollo que mejoran el rendimiento y la eficiencia de las centrales eléctricas. Tales efectos implican ahorros en consumo de combustibles, así como menores costos de inversión y operación.

Análisis de sensibilidad

En esta versión del PRODESEN se hizo un análisis de escenarios de sensibilidad en variables claves como la capacidad adicional, la generación de energías limpias, costos del sistema eléctrico, proyectos de inversión de generación y emisiones de Gas de Efecto Invernadero (GEI). Todos comparados con el escenario base o de planeación.

Capacidad adicional

Las adiciones de nueva capacidad de generación eléctrica resultan altamente sensibles ante cambios en los niveles de demanda eléctrica. Por ejemplo, considerando el escenario alto en la demanda de energía eléctrica, la capacidad adicional crece 12%. En este análisis destaca una mayor participación de las tecnologías limpias como la solar fotovoltaica, bioenergía y cogeneración eficiente. En contraste, un menor crecimiento de la demanda genera una caída en las adiciones esperadas en 18%, principalmente en las centrales de ciclo combinado y geotérmicas.

Por otro lado, la capacidad adicional aumenta un 5% a medida que los precios de los combustibles aumentan, se observa un crecimiento del 25% en nueva capacidad de tecnologías de energías limpias, principalmente la solar fotovoltaica y geotérmica.

Generación de energías limpias

Ante la presencia de factores externos que obstaculicen el desarrollo de proyectos de tecnologías limpias en la región sureste del país, como la presencia de restricciones ambientales, sociales, logísticas y financieras, la diversificación de la matriz energética se vería mermada. Ello se traducirá en una caída del 26% en la construcción de nueva capacidad de tecnologías limpias y habría un efecto sustitución, que provocaría un aumento del 14% en la instalación de tecnologías convencionales, principalmente en centrales de ciclo combinado, turbotermodinámicas y combustión interna.

Ante una falta de medidas de transición energética como las Metas de Energías Limpias, la generación de centrales convencionales tendría un gran impulso al crecer 9%, principalmente las de ciclo combinado, mientras que la generación limpia retrocedería en 17%.

Costos del sistema eléctrico

El análisis de sensibilidad muestra que si se considera el escenario de demanda baja de energía eléctrica puede disminuir hasta 8% los costos del sistema eléctrico, y hasta un 7% si los precios de combustibles tienen una tendencia decreciente en relación con el escenario base. Por otro lado, el costo del sistema aumenta en los escenarios donde la demanda y los precios de combustibles presentan una trayectoria al alza, lo que se explica por el incremento en los costos asociados al mayor consumo de combustibles, a los costos fijos de operación y mantenimiento y a los costos de inversión en generación y transmisión, los cuales están relacionados con el desarrollo de nueva infraestructura en el sistema eléctrico.

Inversión en proyectos de generación

La inversión en proyectos de generación podría retroceder en 16% ante la presencia de factores externos que obstaculicen el desarrollo de proyectos de tecnologías limpias en la región sureste del país. Asimismo, con una menor demanda eléctrica la inversión podría disminuir 14%. Por consiguiente, la inversión en proyectos de generación responde con mayor impulso a trayectorias crecientes en la demanda de energía eléctrica. Para satisfacer una mayor demanda, el sistema requeriría mayor capacidad de generación tanto de centrales convencionales como limpias, por lo que se tendría un incremento del 8% en la inversión.

Ante un escenario en donde los precios de combustibles son altos, se requiere una mayor integración de centrales con tecnologías limpias para compensar este incremento en los precios, principalmente las solares, eólicas y de cogeneración eficiente, traduciéndose en un aumento de 5% en la inversión.

Emisiones de GEI

Las emisiones de GEI podrían aumentar 8% con respecto al escenario base, si hay factores exógenos que limiten el desarrollo de proyectos de tecnologías limpias en la región sureste y 7% por un mayor dinamismo en la demanda eléctrica.

De forma análoga, si no se tuvieran las Metas de Energías Limpias, se incentivaría la mayor participación de las tecnologías convencionales en la generación de energías eléctrica, aumentando así en 4% las emisiones de GEI.

Un escenario menos contaminante se logra reduciendo el consumo de energía eléctrica y cuando se presente un escenario de precios altos en los combustibles. En ambos casos

la caída en las emisiones de GEI son del orden del 4% y 2% respectivamente.

En cambio, un escenario menos contaminante se logra reduciendo el consumo de energía eléctrica y cuando se presente un escenario de precios altos en los combustibles, en ambos casos la caída en las emisiones de GEI son del orden del 4% y 2%, respectivamente.

PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN (PAMRNT) 2018-2032

El proceso de planeación de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) inicia con el diagnóstico operativo del SEN del año previo. Este identifica los problemas que se presentaron como saturación de la red de transmisión, sobrecargas en bancos de transformación, bajos y altos niveles de tensión, salidas forzadas de algún elemento y el comportamiento del margen de reserva operativo. Una vez que se tienen todos los elementos de dicho diagnóstico operativo se proponen elementos de ampliación y modernización de la RNT, los cuales buscan garantizar la confiabilidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.

Proyectos identificados 2018-2032

El Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión 2018 – 2032 identifica 40 proyectos de ampliación (ver Tabla 6).

El monto total de inversiones de los proyectos de ampliación asciende a \$14,289 millones de pesos, en obras que se llevarán a cabo entre 2018 y 2024. Dichos proyectos están integrados a su vez, por obras de transmisión, transformación y/o compensación según las características y objetivos de cada uno de ellos:

- Transmisión: 50 obras que representan 1,196 km-c.
- Transformación: 18 obras que representan 3,716 MVA.
- Compensación: 39 obras que representan 923 MVAr.



TABLA 6

PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN 2018-2032

Región	Monto (Millones de pesos)	Número de Proyectos	Número de Obras	Longitud km-c	Capacidad de Transformación MVA	Capacidad de Compensación MVar
Baja California	\$484	4	4	22	300	0
Baja California Sur	\$124	5	5	0	20	30
Noroeste	\$13	1	1	0	0	15
Norte	\$436	3	5	0	700	30
Noreste	\$4,720	5	16	367	412	354
Occidental	\$2,281	13	43	179	924	366
Central	\$178	2	2	44	0	0
Oriental	\$3,137	4	19	430	1,000	75
Peninsular	\$2,912	3	12	153	359	51
TOTAL	\$14,289	40	107	1,196	3,716	923

Fuente: CENACE. Nota: Debido al redondeo, los totales no pueden coincidir.

En cuanto a modernización, el PAMRNT 2018-2032 incluye 6 proyectos con una inversión estimada de \$1,361 millones de pesos entre 2020 y 2023.

Los proyectos de modernización de la RNT son los siguientes:

- Renovación de 8 compensadores estáticos de VAr.
- Reemplazo de conductores y torres circuitos de 400 kV con un total de 40 km-L.
- Normalización de la subestación eléctrica “Cerro del Mercado” en 115 kV.
- 3ª etapa de elevación de buses en la subestación Nizuc 115 kV.
- Sustitución de interruptores en varias subestaciones.
- Construcción de un alimentador en 115 kV.

Seguimiento a proyectos 2015, 2016 y 2017

Entre 2015 y 2017, la SENER ha instruido al Transportista (CFE-Transmisión) 30 proyectos de ampliación y modernización, los cuales fueron incluidos en las versiones autorizadas del PAMRNT.

De los proyectos instruidos en 2015, se encuentran en proceso de licitación “Compensación Capacitiva Occidente”, con una inversión de 135 millones de pesos y “Compensación Capacitiva Baja California – Baja California Sur- Noroeste” por 169 millones de pesos, a cargo de CFE Transmisión. 27 proyectos más se encuentran en trámite para comenzar el proceso de licitación.

Licitación de la Línea de Transmisión de Corriente Directa, Yautepec – Ixtepec

Uno de los proyectos instruidos que tendrá mayor impacto en la ampliación y modernización de la RNT es la Línea de Transmisión de Corriente Directa, Yautepec – Ixtepec. Con este proyecto, se incrementará significativamente la capacidad de transporte de energía eléctrica entre el sureste y el centro del país, generada a partir de fuentes renovables, principalmente eólica e hidroeléctrica.

El proyecto consiste principalmente en la construcción, modernización, operación y mantenimiento de 3,000 MW, 1,221 kilómetros-circuito de línea de transmisión eléctrica en un voltaje de 500 kV desde Ixtepec, Oaxaca, hasta Yautepec, Morelos.

Interconexión Baja California – Sistema Interconectado Nacional

Otro proyecto de impacto es la Interconexión de Baja California con el Sistema Interconectado Nacional, el cual permitirá la incorporación de la zona de Baja California, que actualmente opera de manera aislada, al SIN.

El proyecto consiste en una línea de transmisión en corriente directa de punto a punto bipolar con una capacidad de diseño de 1,500 MW, en un nivel de tensión de ± 500 kV. Se conectará de Cucapah en Mexicali, a Seri en Hermosillo, con una longitud estimada de 700 km- lineales. Asimismo, se considera la construcción de dos estaciones convertidoras, con tecnología HVDC VSC.

Inversiones en transmisión 2018-2032

Se estima un total de inversiones en la infraestructura para la prestación del servicio de energía eléctrica por 173 mil millones de pesos, el cual se integra de la siguiente manera:

1. 80% para proyectos identificados 2015, 2016, 2017 y 2018 y proyectos indicativos⁴, estos últimos se definen como aquellos que continúan en proceso de análisis con la finalidad de confirmar que constituyen la mejor alternativa técnica y económica para el sistema.
2. 9% Obra Pública Financiada que se refieren a los proyectos autorizados por SHCP previo a la LIE.
3. 10% Obras a mediano y largo plazo, las cuales incluyen los requerimientos de la red para atender el crecimiento de la demanda.
4. 1% para obras con recurso propio.

⁴ Las obras de la Macro Red en proceso de análisis no están consideradas en estos montos.

PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN (PAMRGD) 2018-2032

Entre 2018 y 2022 se prevé desarrollar diversas acciones encaminadas a satisfacer la demanda de energía eléctrica, mejorar la eficiencia en la distribución, incrementar la calidad, confiabilidad y seguridad de las Redes Generales de Distribución (RGD) y transitar hacia una Red Eléctrica Inteligente (REI).

Satisfacer la demanda

Para atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica se planea ampliar y modernizar las RGD mediante los siguientes proyectos:

- Instalación de acometidas y medidores: durante el periodo de planeación se estima realizar 13.5 millones de conexiones, 7.0 millones de desconexiones y 4.4 millones de modificaciones, para lo cual se requerirán 285,105 kilómetros de conductor para acometidas y 12.1 millones de medidores. El proyecto representará una inversión estimada de 19,788 millones de pesos.
- Interconexión de la Isla de Holbox, Quintana Roo: a fin de atender el aumento de la demanda de energía eléctrica, derivado del desarrollo de infraestructura turística en la isla, se prevé la construcción de un circuito aéreo de 60 km en 34.5 kV, incluyendo fibra óptica, de la Subestación Eléctrica Popolnah hasta la población de Chiquilá y un circuito submarino de 10.5 km desde dicha población hasta la futura Subestación Eléctrica Holbox; asimismo, se adecuará y modernizará la red de distribución de la isla. El proyecto requerirá de una inversión de 280 millones de pesos.
- Electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas: a través del Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE) se canalizan recursos para obras de electrificación. En 2017 se dio acceso al suministro de energía eléctrica a 134 mil habitantes extendiendo la Red de Distribución; para 2018 se planea dar acceso a 520 mil habitantes, 73.6% del



acceso se realizará mediante la extensión de la Red y el resto con sistemas aislados (módulos fotovoltaicos).

Incrementar la eficiencia

La reducción de pérdidas de energía eléctrica, técnicas y no técnicas, es una acción prioritaria para lograr mejoras en la eficiencia del proceso de distribución de energía eléctrica. A fin de alcanzar la meta establecida de un nivel de pérdidas equiparable con estándares internacionales de 8% a partir de 2024, se prevé realizar los siguientes proyectos:

- Instalación de equipos: en 2018 se planea instalar 54 alimentadores de media tensión, capacitores en la red de media tensión por una capacidad de 2.7 Mvar, construir 2,902 km de líneas de media tensión y 1,969 km de líneas de baja tensión, recalibrar 16,838 km de línea de media tensión y 7,227 km en baja tensión. Se estima que la inversión ascenderá a 5,320 millones de pesos.
- Regularización del servicio de energía eléctrica: entre 2018 y 2022 se planea regularizar a 40.9 mil usuarios que hacen uso del servicio de energía eléctrica de forma irregular.
- Implementación de nuevas tecnologías de medición: en el periodo de planeación de este Programa se prevé la modernización de 5.7 millones de medidores (se escalarán 2.7 millones de medidores electrónicos de autogestión para alcanzar algunas características de Advanced Metering Infrastructure (AMI) y se adquirirán e instalarán 3 millones de medidores con tarjeta de radiofrecuencia). Se estima que el monto de la inversión sea de alrededor de 8,413 millones de pesos.
- Sustitución de equipos de medición: durante el periodo de planeación se tiene contemplado reemplazar 5.3 millones de medidores que se encuentran dañados o que ya cumplieron su vida útil, la inversión ascenderá a 7,051 millones de pesos.

Incrementar la confiabilidad y seguridad en el suministro

Las principales fallas que impactan el suministro y afectan la confiabilidad de las RGD se deben, principalmente, a la presencia de objetos sobre las líneas (árboles, ramas, animales, etc.), así como a fallas en dispositivos y equipos. A fin de

solventar este tipo de incidencias se planea realizar las siguientes acciones durante el periodo:

- Instalación y sustitución de equipos: para incrementar la confiabilidad de las RGD se planea instalar y reemplazar 93,006 aisladores, 22,110 corta circuitos fusibles, 20,627 apartarrayos, reforzar la base de 5,875 postes, entre otros. Asimismo, se considera la instalación de 4,857 Equipos de Protección y Secionamiento (EPROSEC). Se estima una inversión de 2,599 millones de pesos en estas actividades.
- Modernización de subestaciones de distribución: durante 2018 se contempla reemplazar 32 transformadores de potencia que forman parte de las RGD, el monto de la inversión asciende a 453 millones de pesos. Durante el periodo de planeación se estima una inversión de 1,510 millones de pesos para el desarrollo de este tipo de actividades.
- Sustitución de interruptores de potencia y transformadores de distribución.
- Modernización de la red eléctrica de la Avenida Paseo de la Reforma, Ciudad de México: la demanda de energía eléctrica en esta zona presenta un crecimiento constante derivado de la construcción y modernización de inmuebles, desarrollos de oficinas corporativas, centros comerciales, hoteles y complejos residenciales, a fin de atender la problemática se está desarrollando un proyecto que consiste en obra civil, obra electromecánica y remplazo de la medición. Se tiene programado concluir el proyecto en 2018 y se estima que la inversión ascenderá a 1,678 millones de pesos.
- Sustitución de cable submarino en Isla Mujeres, Quintana Roo: debido a que el suministro eléctrico de la isla se proporciona con un conductor subterráneo, adecuado para utilizarse como cable submarino, así como a las condiciones climatológicas de la región y el tránsito de embarcaciones, dicho conductor está sujeto a una gran cantidad de esfuerzos mecánicos y eléctricos, lo que provoca fallas frecuentes que afectan la calidad y confiabilidad del servicio. A fin de atender esta problemática se prevé reemplazar el conductor subterráneo por un conductor submarino adecuado a las condiciones de la zona. La inversión del proyecto asciende a 280 millones de pesos.

Cumplir los requisitos del mercado eléctrico

Con la finalidad de obtener una medición confiable para el proceso de liquidación de todos los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, conforme a lo establecido en el artículo 37 de la LIE y en la base 16 de las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista, se requiere obtener el balance de energía en los puntos de intercambio de las denominadas Zonas de Carga e intercambio de energía entre zonas, por lo que es necesario desarrollar infraestructura y software para realizar dicha medición. Durante el periodo de planeación se prevé realizar las siguientes acciones:

- Acondicionar 1,207 puntos de medición en los circuitos de distribución, lo que requerirá de una inversión de alrededor de 540.5 millones de pesos.
- Acondicionar 14,153 puntos de medición dentro de las subestaciones de potencia con una inversión de 6,475.5 millones de pesos.

Transitar hacia una Red Eléctrica Inteligente

El proyecto de la Red Eléctrica Inteligente (REI) busca contribuir a mejorar la eficiencia, confiabilidad, calidad y seguridad del SEN con la incorporación de tecnologías avanzadas de medición, monitoreo, comunicación y operación, entre otras, que facilite el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la RNT y a las RGD, y que permita la integración de las fuentes de energías limpias y renovables. Entre 2018 y 2022 se planea llevar a cabo las siguientes acciones:

- Implementar un proyecto piloto para evaluar las capacidades de un Sistema Avanzado de Administración de Distribución (ADMS, por sus siglas en inglés), el cual incluye un sistema para la administración de interrupciones (OMS por sus siglas en inglés). Se desarrollará en dos fases de estudio y tres de demostración. Se estima que el monto de la inversión es de 203 millones de pesos.
- Realizar levantamientos en campo de datos geoespaciales y desarrollar aplicaciones para agilizar la toma de decisiones operativas y de negocio, para unificar las diferentes tecnologías de información geográfica y eléctrica de las RGD con que cuenta actualmente CFE distribución, a través de un Sistema de Información Geográfica que le permita integrar dichas tecnologías y contar con la capacidad para compartir e

intercambiar información espacial de la infraestructura del sistema de distribución. En esta acción se tiene planeado invertir 53 millones de pesos.

- Instalar medidores intercomunicados con un sistema informático de gestión, con capacidad de administrar las principales actividades comerciales de manera automática y remota, para lo cual se requiere del desarrollo de aplicaciones informáticas y sistemas de comunicación para explotar un mayor número de funcionalidades de estos sistemas, dirigidos hacia la REI y el cliente, por ejemplo un sistema de administración de registros de medidores (MDM por sus siglas en inglés), lo cual se encuentra en evaluación para emprenderse en los próximos años. Durante el periodo de planeación se prevé instalar 121 mil medidores AMI con una inversión aproximada de 340 mil millones de pesos.



PRODESEN

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA
ELÉCTRICO NACIONAL

2018 - 2032